8 ANALYSE ECONOMIQUE1

8.1 Introduction

Un investissement dans une petite centrale hydroélectrique entraîne un certain nombre de dépenses réparties sur toute la vie du projet et procure aussi des revenus, distribués sur la même durée de vie. Les dépenses incluent des coûts fixes (le coût de l'investissement, des coûts d'assurance, les taxes autres que les taxes sur les bénéfices, etc.) et des coûts variables (frais de fonctionnement et de maintenance). A la fin de vie du projet, en général limitée à la période d'autorisation administrative, la valeur résiduelle sera généralement positive, même si dans certains cas, les autorisations administratives exigent un abandon de propriété de tous les équipements revenant ainsi à l'Etat. L'analyse économique compare les différentes options possibles pour permettre le choix le plus pertinent ou l'abandon du projet en l'état.

D'un point de vue économique, une centrale hydroélectrique diffère d'une centrale thermique conventionnelle par un coût d'investissement initial (par kW) plus élevé, alors que les coûts de fonctionnement sont eux extrêmement bas, puisqu'il n'y a pas de consommation de combustibles.

L'analyse économique peut être réalisée en incluant ou non les effets de l'inflation. Travailler avec une valeur monétaire constante a l'avantage de rendre l'analyse indépendante du taux d'inflation. Les évaluations économiques ainsi faites, utilisant les principes de l'actualisation, sont plus pertinentes du point de vue économique parce qu'elles se réfèrent à un même horizon dans le temps, ce qui signifie qu'elles sont présentées dans une monnaie ayant un pouvoir d'achat constant. S'il s'avère que certains postes de dépenses évoluent à un taux d'inflation différent, ils doivent être traités avec des taux d'actualisation différenciés. Par exemple, si on considère que les tarifs de vente d'électricité du projet vont croître de deux points au dessous de l'inflation, tandis que les facteurs de coût suivent une évolution suivant le taux d'inflation retenu, il faudra alors traduire cela dans les calculs de façon différenciée.

8.2 Considérations de base

L'estimation du coût d'investissement constitue la première étape d'une évaluation économique. En première approche, l'estimation de coût peut être basée sur le coût d'un aménagement tel que calculé par IDAE (Instituto para la Diversificacion y Ahorro de Energia, Espagne), lequel, à travers sa publication « Minicentrales Hidroeléctricas »[2], analyse le coût des différents composants d'un aménagement hydroélectrique (déversoir, prise d'eau, conduite forcée, centrale, turbines et génératrices, transformateurs et lignes de transport). J. Fonkenell a également publié des évaluations de coûts pour des aménagements de basse chute[3]. Le Departamento Nacional de Aguas e Energia Electrica (DNAEE) a développé un programme informatique, FLASH, pour des études de faisabilité de petite centrale hydroélectrique[4].

Il existe des progiciels pour réaliser l'analyse économique d'un site potentiel. Des progiciels pour PC, tels que HydrA[5] et Hydrosoft[6], sont disponibles sur Internet et peuvent être téléchargés. Quelques-uns sont limités à des régions particulières ou des pays tandis que d'autres sont plus génériques. Le RETScreen Pre-feasibility Analysis Software[7] est un outil générique, disponible gratuitement avec un manuel d'utilisateur on-line. Il permet d'effectuer une évaluation préliminaire de la production d'énergie annuelle, des coûts et de la viabilité financière de projets. Le bureau d'études français ISL a mis sur pied avec le soutien de l'ADEME un outil informatique d'évaluation des coûts et de la rentabilité des projets, avec le logiciel PEACH.

Alors que l'identification du potentiel technique d'un site est primordiale, la clé d'un développement de projet réussi est une analyse économique qui fournit en premier lieu une estimation précise du coût d'investissement. Un aspect essentiel est le coût estimé du kW du site.

Figure 8.132 : Coût spécifique des capacités installées en Euros/kW, en fonction de la chute (mètres)

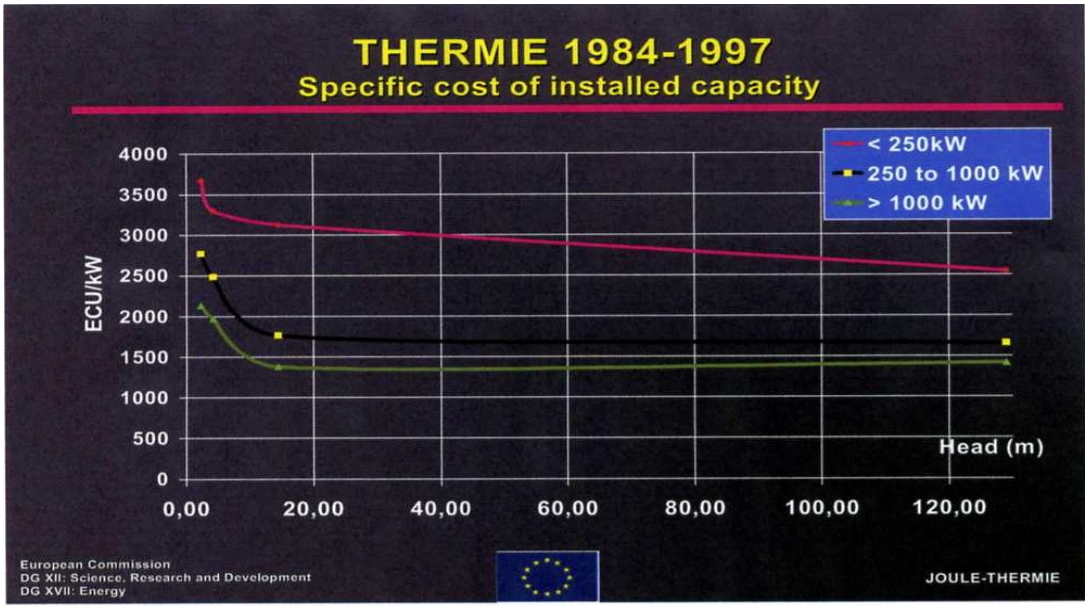
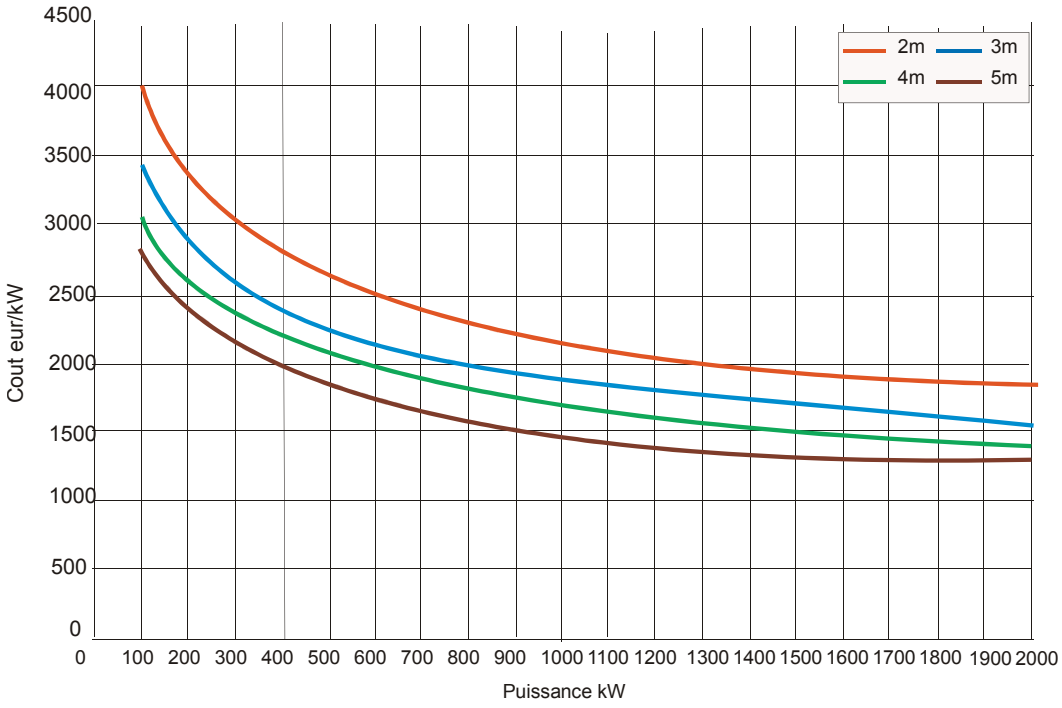


Figure 8.133 : Coûts d'investissement par capacité installée pour des hauteurs de chutes données



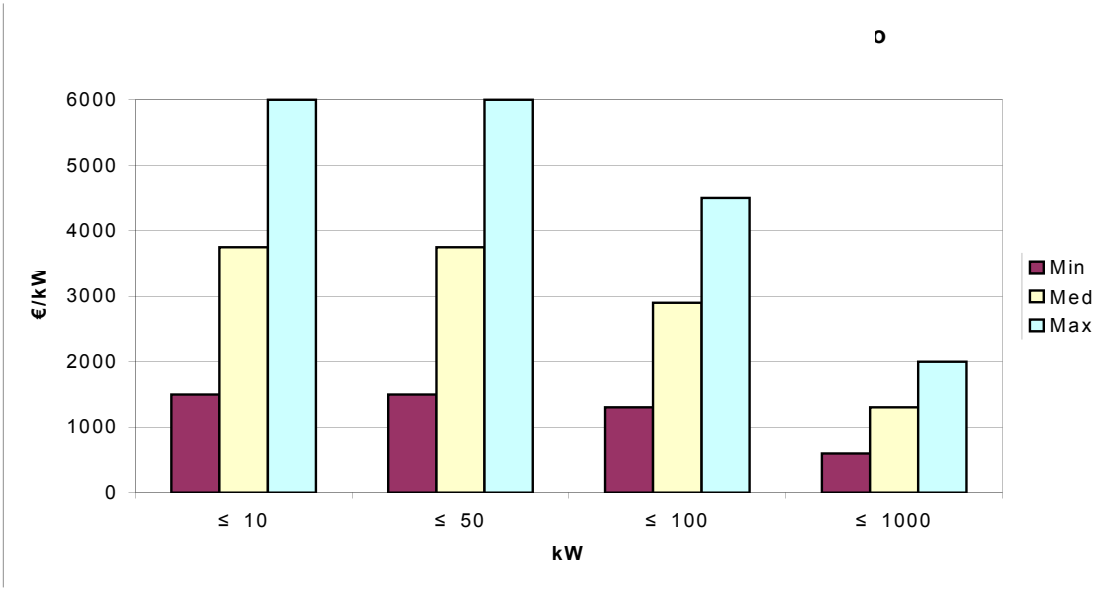
Dans sa communication à HIDROENERGIA 97 sur le programme THERMIE, H. Pauwels de la DG TREN, l'a démontré. Il traduit les données issues de centrales connues dans le cadre du

programme THERMIE en un coût d'investissement en €/kW installé pour différentes catégories de centrales (paramètres : puissances installées et hauteurs de chutes). Sans surprise, deux caractéristiques ressortent clairement de ce travail représenté par la figure 8.1 ci-dessous : les coûts augmentent lorsque la hauteur de chute diminue et, de manière similaire, lorsque la puissance installée (kW) de la centrale diminue. En conclusion, les petits aménagements (moins de 250 kW), et/ou de basse chute (moins de 15 m) représentent les coûts les plus élevés.

Egalement présenté à HIDROENERGIA 97 à partir du progiciel Hydrosoft, un ensemble de courbes corrélant le coût d'investissement en €/kW à la capacité installée (entre 100 kW et 10 MW) pour des aménagements de basse chute (2, 3, 4 et 5 m de chute) a été tracé et est présenté à la figure 8.2.

Des chiffres plus récents émanant de ESTIR[8] en décembre 2002, estiment l'évolution des coûts d'investissement des petites centrales hydroélectriques en fonction de la capacité installée en kW (la hauteur de chute n'est pas prise en compte). Ces coûts sont classés pour différentes catégories de puissance installée et sont représentés ci-dessous (figure 8.3).

Figure 8.134 : Coûts d'investissements « clefs en main » selon ESTIR pour les petites centrales hydroélectriques (minima, moyens et maxima)



D'après ces données, pour les puissances installées les plus faibles, les coûts d'investissement pour les centrales hydroélectriques peuvent monter jusqu'à 6 000 €/kW dans les cas extrêmes.

Toutefois, au delà d'une évaluation de coût d'investissement d'une centrale, essentielle pour lancer l'analyse économique, il est nécessaire, dans une seconde étape, de réaliser une étude de faisabilité permettant une analyse complète des éléments de coûts et de production (productible). A partir de cette étude préliminaire, les coûts des composants pourront faire l'objet de consultations auprès des fournisseurs. Ces prix ne pourront être considérés comme fermes qu'au moment de l'établissement de spécifications détaillées et des dates de livraison, c'est-à-dire dans le cadre de l'étape d'ingénierie détaillée finale précédant l'étape de réalisation de la centrale.

Dans le cas d'une centrale connectée au réseau, les coûts de réalisation de la ligne de raccordement au poste source doivent être inclus, car en application des dispositions nationales en vigueur, cette

ligne, bien qu'elle soit dans certains cas la propriété de l'opérateur du réseau électrique, est construite au frais du promoteur de PCH (Petites Centrales Hydrauliques). Une centrale proche du point de raccordement au réseau sera toujours moins coûteuse que celle installée loin de celle-ci. Le même raisonnement peut être appliqué aux lignes téléphoniques. Dans une centrale sans supervision, une ligne de téléphone pour transmettre les signaux de télémétrie et d'alarme est fréquemment utilisée bien qu'occasionnellement, il puisse être plus économique d'utiliser la ligne de transport électrique elle-même pour établir un lien pour la transmission des données. L'utilisation du réseau de téléphone cellulaire digital est également possible, en supposant qu'il y ait une couverture suffisante pour établir la connexion.

8.3 Principes d'actualisation des valeurs monétaires

La notion d' « actualisation des valeurs monétaires » traduit le fait qu'un € perçu aujourd'hui vaut plus qu'un € perçu dans le futur, parce qu'un € perçu aujourd'hui peut être investi. La valeur de l'argent dans le temps prend en compte la durée en temps considérée pour le calcul économique et le taux d'actualisation proposé.

Une analyse de projet prend en compte les recettes et les dépenses réalisées sur sa durée de vie. Dans toute analyse économique, il existe toujours deux variables, le taux de l'argent et le temps. Une certaine quantité d'argent payée ou reçue à un moment donné (i) a une valeur différente si elle est payée ou reçue à un moment différent (j). L'expression « valeur actualisée » correspond à la valeur actuelle d'une quantité future d'argent ou d'une recette, évaluées avec un taux d'actualisation donné. Pour déterminer la valeur actualisée (VA) d'une future quantité d'argent ou d'une valeur future (VF), à un taux d'actualisation « r », pour un nombre d'années "n", la formule suivante est utilisée:

$$VA_0 \;] \; \frac{VF_n}{(1/\; r)^n} \;] \; \frac{1}{(1/\; r)^n} \perp VF_n \qquad (8.1)$$

Le terme $1 / (1+r)^n$ est appelé « coefficient d'actualisation ». Le tableau 8.1 donne la valeur de ce facteur pour différents taux d'actualisation et en fonction du temps. Par conséquent, pour un taux d'actualisation r, le coût C_n (ou le bénéfice B_n), payé ou perçu l'année n, se traduit par un coût actualisé Co calculé suivant l'équation suivante :

$$C_0 = \left[\frac{1}{(1+r)^n} \right] C_n \qquad (8.2)$$

La fraction à l'intérieur des crochets est le « coefficient d'actualisation ». Pour calculer la valeur actualisée d'une somme donnée si elle est perçue, ou déboursée à un moment différent, la formule ci-dessus peut être utilisée : le coefficient d'actualisation est donné sur la colonne gauche du tableau 8.1 et doit être multiplié par la somme considérée. Par exemple, si le taux d'actualisation est de 8%, un bénéfice de € 1500 perçu l'année 5 équivaut à la valeur de €1020.9 l'année To.

$$\left[\frac{1}{(1+0.08)^5} \right] 1\,500 = €1\,020.9$$

Par cette méthode, le flux de trésorerie ou cash flow généré à différents moments peut être donc être converti sur une base commune. Sur le tableau 8.1, les « coefficients d'actualisation » sont calculés à partir de la formule d'actualisation pour différents horizons de temps et taux d'actualisation : r. L'unité de temps peut être une année, un trimestre, un mois etc. et le taux d'actualisation correspondant à ces périodes de temps (si r est le taux d'actualisation annuel) sera de r/4 pour un trimestre et r/12 pour un mois.

Sur les bases de ce concept d'actualisation, les investisseurs peuvent calculer la valeur actualisée du produit de la vente d'électricité d'une PCH. Bien que le coefficient d'actualisation puisse être utilisé pour le calcul année par année, il est commode de définir un second facteur dans le but d'accélérer le calcul sur les bases de la recette annuelle encaissée. Cette recette présentée comme une « annuité » se traduit par une série de valeurs égales sur la durée de vie du projet. Le facteur a_n, égal à la somme des coefficients d'actualisation (ρ) permet ainsi de simplifier le calcul :

$$a_n = v^1 + v^2 + v^3 + \ldots + v^n$$

Il peut être démontré que :

$$a_n = \frac{1 - v_n}{r} = \frac{(1+r)^n - 1}{r(1+r)^n} = \frac{1 - (1+r)^{-n}}{r} \qquad (8.3)$$

Si « C » est la recette annuelle reçue et « PVA » la valeur actualisée globale prenant en compte l'ensemble des annuités reçues avec le taux d'actualisation r, la formule suivante donne le résultat final pour le calcul de la recette actualisée totale:

$$PVA_n = C\left[\sum_{t=1}^{n} \frac{1}{(1+r)^t}\right] = C\frac{1 - \frac{1}{(1+r)^n}}{r} = C\frac{1-(1+r)^{-n}}{r} = C * a_n \qquad (8.4)$$

La notion de valeur actualisée permet d'évaluer le montant des recettes liées aux ventes annuelles de la PCH pour l'investisseur. Avec un prix de vente du kWh de 4 € cts et une production annuelle de 1 000 000 kWh, la recette par an (annuité) est de 4 000 €. Quelle sera la valeur de ces recettes sur 10 ans à présent avec un taux d'actualisation de 8 % pour l'investisseur ? A nouveau, en appliquant la formule 8.4 et le tableau 8.1, on obtient :

$$PVA_{10} = 4000\,\frac{1 - \frac{1}{(1+0.08)^{10}}}{0.08} = 4000 * 6.7101 = 26840.4€$$

Tableau 8.28 : Coefficient d'actualisation pour différentes périodes n et un taux d'actualisation r

	Paiement unique				Séries de paiement de même valeur			
n/r	6 %	8 %	10 %	12 %	6 %	8 %	10 %	12 %
1	0,9434	0,9259	0,9091	0,8929	0,9434	0,9259	0,9091	0,8929
2	0,8900	0,8573	0,8264	0,7972	1,8334	1,7833	1,7355	1,6901
3	0,8396	0,7938	0,7513	0,7118	2,6730	2,5771	2,4869	2,4018
4	0,7921	0,7350	0,6830	0,6355	3,4651	3,3121	3,1699	3,0373
5	0,7473	0,6806	0,6209	0,5674	4,2124	3,9927	3,7908	3,6048
6	0,7050	0,6302	0,5645	0,5066	4,9173	4,6229	4,3553	4,1114
7	0,6651	0,5835	0,5132	0,4523	5,5824	5,2064	4,8684	4,5638
8	0,6274	0,5403	0,4665	0,4039	6,2098	5,7466	5,3349	4,9676
9	0,5919	0,5002	0,4241	0,3606	6,8017	6,2469	5,7590	5,3282
10	0,5584	0,4632	0,3855	0,3220	7,3601	6,7101	6,1446	5,6502
11	0,5268	0,4289	0,3505	0,2875	7,8869	7,1390	6,4951	5,9377
12	0,4970	0,3971	0,3186	0,2567	8,3838	7,5361	6,8137	6,1944
13	0,4688	0,3677	0,2897	0,2292	8,8527	7,9038	7,1034	6,4235
14	0,4423	0,3405	0,2633	0,2046	9,2950	8,2442	7,3667	6,6282
15	0,4173	0,3152	0,2394	0,1827	9,7122	8,5595	7,6061	6,8109
16	0,3936	0,2919	0,2176	0,1631	10,1059	8,8514	7,8237	6,9740
17	0,3714	0,2703	0,1978	0,1456	10,4773	9,1216	8,0216	7,1196
18	0,3503	0,2502	0,1799	0,1300	10,8276	9,3719	8,2014	7,2497
19	0,3305	0,2317	0,1635	0,1161	11,1581	9,6036	8,3649	7,3658
20	0,3118	0,2145	0,1486	0,1037	11,4699	9,8181	8,5136	7,4694
21	0,2942	0,1987	0,1351	0,0926	11,7641	10,0168	8,6487	7,5620
22	0,2775	0,1839	0,1228	0,0826	12,0416	102007	8,7715	7,6446
23	0,2618	0,1703	0,1117	0,0738	12,3034	10,3711	8,8832	7,7184
24	0,2470	0,1577	0,1015	0,0659	12,5504	10,5288	8,9847	7,7843
25	0,2330	0,1460	0,0923	0,0588	12,7834	10,6748	9,0770	7,8431
26	0,2198	0,1352	0,0839	0,0525	13,0032	10,8100	9,1609	7,8957
27	0,2074	0,1252	0,0763	0,0469	13,2105	10,9352	9,2372	7,9426
28	0,1956	0,1159	0,0693	0,0419	13,4062	11,0511	9,3066	7,9844
29	0,1846	0,1073	0,0630	0,0374	13,5907	11,1584	9,3696	8,0218
30	0,1741	0,0994	0,0573	0,0334	13,7648	11,2578	9,4269	8,0552
31	0,1643	0,0920	0,0521	0,0298	13,9291	11,3498	9,4790	8,0850
32	0,1550	0,0852	0,0474	0,0266	14,0840	11,4350	9,5264	8,1116
33	0,1462	0,0789	0,0431	0,0238	14,2302	11,5139	9,5694	8,1354
34	0,1379	0,0730	0,0391	0,0212	14,3681	11,5869	9,6086	8,1566
35	0,1301	0,0676	0,0356	0,0189	14,4982	11,6546	9,6442	8,1755
36	0,1227	0,0626	0,0323	0,0169	14,6210	11,7172	9,6765	8,1924
37	0,1158	0,0580	0,0294	0,0151	14,7368	11,7752	9,7059	8,2075
38	0,1092	0,0537	0,0267	0,0135	14,8460	11,8289	9,7327	8,2210
39	0,1031	0,0497	0,0243	0,0120	14,9491	11,8786	9,7570	8,2330
40	0,0972	0,0460	0,0221	0,0107	15,0463	11,9246	9,7791	8,2438

8.4 Méthodes d'évaluation économique

La méthode du temps de retour actualisé est la plus facile à mettre en oeuvre, cependant la plupart des experts comptables préfèrent utiliser la « valeur actuelle nette » et le taux de rentabilité interne (TRI). Ces méthodes prennent en compte la valeur temporelle de l'argent.

Lorsque l'on compare différents projets, la méthode la plus rapide d'évaluation est de calculer le ratio exprimant le coût d'investissement total par kW installé de chaque projet ou le ratio exprimant le coût d'investissement total par MWh produit. Cette première approche ne détermine pas la rentabilité d'un aménagement donné, la recette n'étant pas prise en compte mais constitue une façon rapide d'évaluer un ou plusieurs projets.

8.4.1 Méthodes "statiques"

8.4.1.1 Méthode du temps de retour brut sur investissement

La méthode du **temps de retour brut sur investissement** détermine le nombre d'années requis pour couvrir le capital investi grâce aux recettes nettes dégagées par le projet. Le nombre d'années requis est appelé le temps de retour brut, ou temps de recouvrement. Le calcul est réalisé comme suit:

Temps de retour = coût d'investissement / recette nette annuelle

Ce ratio néglige généralement le coût d'accès au capital. Le coût d'accès au capital exprime le gain financier espéré en utilisant les ressources financières mobilisées par le projet sur un placement financier alternatif. Les coûts d'investissement liés au projet de petite hydroélectricité sont bien circonscrits en principe (génie civil, équipement électrique et ouvrages hydrauliques) tout comme les recettes annuelles nettes attendues de la vente de l'électricité produite, après déduction des coûts de fonctionnement et de maintenance. Pour que le projet de petite centrale hydroélectrique soit considéré comme rentable le temps de retour ne doit pas excéder, en règle générale, 7 ans.

Toutefois, cette méthode de calcul du temps de retour ne permet pas la sélection de différentes solutions techniques pour un site donné ou de faire un choix entre différents projets qui peuvent être développés par le même promoteur. En fait, cette approche simplifiée ne met pas évidence la notion de marge brute d'autofinancement et ne mesure donc pas le rendement de l'investissement sur sa vie entière (20 ans ou 30 ans voir plus).

En principe, les projets avec des temps de retour très courts expriment la possibilité de reconstituer les fonds propres rapidement ; ils sont par conséquent moins risqués pour l'investisseur ou les banques qui mettent à disposition des financements de moyen et long terme.

Pour l'investisseur, lorsque l'on utilise cette méthode d'évaluation économique, il est facile de sélectionner le projet qui va rembourser rapidement les emprunts et reconstituer les fonds propres.

8.4.1.2 Méthode de retour sur investissement (rentabilité)

Le retour sur investissement (RSI) calcule les bénéfices annuels moyens, nets des coûts annuels, tels que les coûts d'amortissement, et s'exprime comme un pourcentage de la valeur comptable d'origine de l'investissement :

RSI = (recette nette annuelle – coûts annuels)/coûts d'investissement × 100

Pour cette formule, les frais d'amortissement sont calculés très simplement, en utilisant la méthode de l'amortissement constant :

Frais d'amortissement = (investissement – valeur finale) / durée de vie

Utiliser le RSI peut apporter une estimation rapide des profits nets du projet, et peut fournir une base pour la comparaison de différents projets en concurrence. Avec cette méthode d'analyse, les recettes sur la durée de vie utile totale du projet sont considérées (à l'inverse de la méthode du temps de retour sur investissement, qui prend en compte uniquement la période pour récupérer l'investissement original). Toutefois, la méthode RSI utilise des données de bénéfice plutôt que de cash flow (ou flux de trésorerie) et elle ignore complètement la valeur temporelle de l'argent. Pour

cela, la valeur actualisée du projet, tout comme son taux de rentabilité interne doivent être considérés.

8.4.2 Méthodes "dynamiques"

Ces méthodes d'analyse financière prennent en considération les coûts totaux et les bénéfices sur la vie de l'investissement et la détermination des recettes dans le temps.

8.4.2.1 Méthode de valeur actuelle nette (VAN)

La méthode de type VAN permet le classement de propositions diverses d'investissements. La valeur actuelle nette est égale à la valeur actuelle des recettes futures, actualisée à un coût d'accès au capital (taux d'actualisation), diminuée de la valeur actuelle du coût d'investissement. La différence entre les recettes et les dépenses, à un taux d'actualisation périodique fixe, est la valeur actuelle nette (VAN) de l'investissement.

Elle résulte des étapes suivantes :

1. Calcul des recettes nettes attendues (souvent par an) qui sont fonction de la nature de l'investissement.
2. Soustraire les coûts annuels des recettes annuelles en ajustant les taux d'intérêt en fonction du temps et du risque pour obtenir la Valeur Actuelle "recettes moins coûts actualisés"
3. Soustraire les investissements initiaux donnant la Valeur Actuelle Nette (VAN) sur la durée de vie du projet.

Par conséquent, la valeur actuelle nette est une quantité qui exprime la valeur d'un investissement, en termes monétaires actuels, c'est-à-dire le cash flow (ou flux de trésorerie) ramené au temps présent. Un projet doit uniquement être considéré si la VAN est positive.

En considérant que le cash flow (ou flux de trésorerie) soit réparti sur des intervalles annuels, le premier survient à la fin de la première année suivant la mise en service des installations, les suivants à la fin des périodes annuelles suivantes, la formule pour calculer la VAN est la suivante :

$$VAN \;] \sum_{i]1}^{i]n} \frac{R_i \; 1 \; (I_i \; / \; O_i \; / \; M_i)}{(1 \; / \; r)^i} \; / \; V_r \qquad (8.5)$$

Où,
I_i = Investissement à la période i
R_i = Recettes à la période i
O_i = Coûts d'exploitation à la période i
M_i = Coûts de maintenance à la période i
V_r = Valeur résiduelle de l'investissement sur sa durée de vie, où la vie de l'équipement excède la durée de vie de fonctionnement de la centrale
r = taux d'actualisation périodique, où la période est l'année ou le trimestre
n = nombre d'années pris en compte (durée de vie), par exemple des années, des trimestres, des mois, etc.

Le calcul est habituellement réalisé sur une période de trente ans ; en raison des techniques d'actualisation utilisées dans cette méthode, les recettes et les dépenses des années les plus éloignées deviennent négligeables.

Différents projets peuvent être classés par rapport à la VAN calculée. Les projets pour lesquels la VAN est négative sont rejetés, leurs bénéfices escomptés durant la durée de vie du projet étant insuffisants pour couvrir les flux financiers initiaux. Parmi les projets ayant une VAN positive, les meilleurs sont ceux ayant la VAN la plus élevée.

Les résultats de VAN sont relativement sensibles au taux d'actualisation, et une erreur dans la sélection du taux peut altérer ou même inverser le classement des projets. Le taux d'actualisation peut modifier sensiblement l'évaluation ; il doit être choisi soigneusement. Pour un promoteur indépendant, le taux d'actualisation va lui permettre de choisir entre investir dans un projet de petite centrale hydroélectrique ou garder ses économies en banque. Le taux d'actualisation, dépendant du taux d'inflation, varie habituellement entre 5 % et 12 %.

Si les recettes nettes sont constantes dans le temps (séries uniformes), leur valeur actualisée est donnée par l'équation (8.3).

L'utilisation d'un taux d'actualisation constant lors du calcul de VAN[9] ne fait pas l'unanimité. Une théorie économique récente suggère l'utilisation d'un taux d'actualisation dégressif, plus appropriée aux projets de long terme (ceux d'une durée de vie de plus de trente ans et en particulier pour les projets d'infrastructures). On peut citer en exemple : la prise en compte des changements climatiques, la construction d'une centrale électrique et l'investissement d'une infrastructure de long terme, comme les routes et les chemins de fer. L'exemple du changement climatique est assez représentatif ; en effet les bénéfices dus aux faibles émissions, deviennent apparents dans un futur lointain. Lorsque l'on utilise un taux d'actualisation constant, ces bénéfices lointains sont escomptés à un zéro virtuel amenant une petite rémunération, alors que le taux d'actualisation dégressif met l'accent sur les bénéfices futurs.

Pour résumer, l'utilisation des taux d'actualisation dégressifs met l'accent sur les coûts et les bénéfices dans un futur lointain. Les opportunités d'investissement avec des bénéfices non nuls au fil du temps font apparaître les projets de longue durée comme plus attractifs.

8.4.2.2 Rapport bénéfice-coût

La méthode de bénéfice-coût (ou enrichissement relatif en capital) compare la valeur actuelle des bénéfices de la centrale et les investissements. Elle compare les flux des recettes avec le flux des dépenses. Les projets ayant un rapport inférieur à 1 sont généralement écartés. Le ratio $R_{b/c}$ est le suivant :

$$R_{b/c} = \frac{\sum_{0}^{n} \frac{R_n}{(1+r)^n}}{\sum_{0}^{n} \frac{(I_n + M_n + O_n)}{(1+r)^n}} \qquad (8.6)$$

Où les paramètres sont les mêmes que dans (8.5)

8.4.2.3 Taux de rentabilité interne (TRI)

La méthode du taux de rentabilité interne (TRI) permet de prendre en compte la valeur temporelle de l'argent. Elle détermine principalement le taux d'intérêt qui équilibre, sur la durée du projet prise

en compte, les recettes et dépenses correspondantes calculées annuellement. Une fois le TRI connu, il peut être comparé aux taux correspondants à d'autres projets ou investissements.

Si le taux de rentabilité interne est inférieur au taux de l'emprunt utilisé pour le projet, le projet entraînera une perte d'argent. De plus, un promoteur insistera généralement sur le fait que, pour qu'un projet soit rentable, le TRI doit être *supérieur* au coût de l'emprunt, d'au moins quelques points (de pourcentage), afin de compenser le risque, le temps, et les problèmes associés à tout projet.

Le choix entre différents projets s'effectue généralement en sélectionnant le taux de rentabilité interne le plus élevé.

Généralement le taux de rentabilité interne est défini par itération : le cash flow (ou flux de trésorerie) net sur la durée de vie du projet est calculé pour différents taux d'actualisation jusqu'à ce que sa valeur soit réduite à zéro. Les tableurs utilisent une série d'approximations pour calculer le taux de rentabilité interne. Les exemples suivants montrent comment appliquer ces méthodes à un aménagement hypothétique de petite centrale hydroélectrique :

8.4.3 Exemples

8.4.3.1 Exemple A

Capacité installée : 4 929 kW
Productible annuelle estimée : 15 750 MWh
Recette annuelle de la première année : 1 005 320 €

Il est supposé que le prix de l'électricité va augmenter chaque année d'un point de moins que le taux d'inflation.
Le coût estimé du projet (en €) est comme suit :

1. Etude de faisabilité	6 100
2. Maîtrise d'œuvre	151 975
3. Génie civil	2 884 500
4. Equipement électromécanique	2 686 930
5. Installation	686 930
Sous-total	6 416 435
Dépenses non prévues (3 %)	192 493
Investissement total	6 608 928 €

Le coût d'investissement par kW installé est égal à 6 608 928 / 4 929 = 1 341 €/kW. Le coût d'investissement annuel du MWh produit est de 420 € / MWh. Le coût de fonctionnement et maintenance par an, estimé à 4 % de l'investissement total, est de 264 357 €.

Tableau 8.29 : Analyse de la marge brute d'autofinancement

(MO : Coûts de maintenance et d'exploitation)

Coût d'investissement	**Coûts MO**	**Taux d'actualisation- r**	**Durée de vie – n**
6 608 928 €	**264 357 €**	**8 %**	**35 ans.**

Année	Investissement	Recettes	MO	Cash flow	Cash flow cumulé
-4	82 087			- 82 087	- 82 087
-3	75 988			- 75 988	- 158 075
-2	3 074 165			- 3 074 165	- 3 232 240
-1	3 376 688			- 3 376 688	- 6 608 928
0		1 005 320	264 357	740 963	- 5 867 965
1		995 267	264 357	730 910	- 5 137 055
2		985 314	264 357	720 957	- 4 416 098
3		975 461	264 357	711 104	- 3 704 995
4		965 706	264 357	701 349	- 3 003 645
5		956 049	264 357	691 692	- 2 311 953
6		946 489	264 357	682 132	- 1 629 821
7		937 024	264 357	672 667	- 957 155
8		927 654	264 357	663 297	- 293 858
9		918 377	264 357	654 020	360 162
10		909 193	264 357	644 836	1 004 998
11		900 101	264 357	635 744	1 640 743
12		891 100	264 357	626 743	2 267 486
13		882 182	264 357	617 832	2 885 318
14		873 368	264 357	609 010	3 494 329
15		864 634	264 357	600 277	4 094 605
16		855 988	264 357	591 630	4 686 236
17		847 428	264 357	583 071	5 269 306
18		838 953	264 357	574 596	5 843 903
19		830 564	264 357	566 207	6 410 109
20		822 258	264 357	557 901	6 968 010
21		814 036	264 357	549 679	7 517 689
22		805 895	264 357	541 538	8 059 227
23		797 836	264 357	533 479	8 592 706
24		789 858	264 357	525 501	9 118 207
25		781 959	264 357	517 602	9 635 809
26		774 140	264 357	509 783	10 145 592
27		766 398	264 357	502 041	10 647 633
28		758 734	264 357	494 377	11 142 011
29		751 147	264 357	486 790	11 628 800
30		743 636	264 357	479 278	12 108 079
31		736 199	264 357	471 842	12 579 921
32		728 837	264 357	464 480	13 044 401

Dans cette analyse, il est supposé que le projet est développé sur 4 ans. La première année sera consacrée à l'étude de faisabilité et à la demande d'autorisation. Ensuite, à la fin de la première année, le coût de l'étude de faisabilité et la moitié du coût de la maîtrise d'œuvre du projet seront facturés. A la fin de la deuxième année, l'autre moitié du coût de conception et de management du projet sera décaissé. A la fin de la troisième année, 60 % du génie civil sera terminé et 50 % de l'équipement électromécanique sera payé. A la fin de la quatrième année, toute la conception est terminée et payée. L'aménagement est mis en service à la fin de la quatrième année et devient opérationnel au début de la cinquième année (année zéro). Les recettes d'électricité augmentent et les coûts de maintenance et d'exploitation (ou coûts MO) sont calculés à la fin de chaque année. Les prix de l'électricité augmentent d'un point de moins que le taux d'inflation. La durée de validité du droit d'eau a été fixée à 35 ans, en commençant à partir du début de la deuxième année (année – 2).

Le taux d'actualisation est de 8 % et la valeur résiduelle est nulle. Le tableau 8.2 montre le cash flow (ou flux de trésorerie) le long de la durée de vie du projet.

Valeur actuelle nette (VAN)
L'équation (8.5) peut être présentée comme ci-dessous :

$$VAN = \sum_{t=4}^{36} \frac{R_t \, 1 \, (O_t / M_t)}{(1/r)^t} 1 \sum_{t=0}^{3} \frac{I_t}{(1/r)^t}$$

Pour calculer l'équation ci-dessus, on doit prendre en considération que R_t varie chaque année en raison du changement du prix de l'électricité. En calculant l'équation manuellement ou en utilisant la valeur VAN à partir d'un tableur, la VAN obtenue est: 444 803 €.

Taux interne de rentabilité (TRI)
Le TRI est calculé en utilisant un processus de calcul itératif, différents taux d'actualisation correspondant à une VAN = 0, ou un tableur.

VAN utilisant r = 8 % VAN = 444 803

VAN utilisant r = 9 % VAN = - 40 527 €
En suivant l'itération et le calcul de VAN, le taux d'actualisation r est de 8,91 % pour une VAN égale à zéro et par conséquent le TRI est de 8,91 %.

Rapport bénéfice / Coût ($R_{b/c}$) (ou enrichissement relatif en capital)
A la 35ième année, la VAN des recettes est de 8 365 208 € et la VAN des coûts est de 7 884 820 €. Cela donne :

$R_{b/c} = 1,061$

En faisant varier les hypothèses, on peut vérifier la sensibilité des paramètres. Les tableaux 8.3 et 8.4 représentent respectivement la VAN et le $R_{b/c}$ (pour rapport bénéfice / coût) correspondant à l'exemple A, pour différentes durées de vie et différents taux d'actualisation.

Tableau 8.30 : VAN en fonction du taux d'actualisation (r) et de la durée de vie (An)

An/r	6 %	8 %	10 %	12 %
25	1 035 189	21 989	- 668 363	- 1 137 858
30	1 488 187	281 347	- 518 242	- 1 050 050
35	1 801 647	444 803	- 431 924	- 1 003 909

Tableau 8.31 : $R_{b/c}$ en fonction du taux d'actualisation (r) et de la durée de vie (An)

An/r	6 %	8 %	10 %	12 %
25	1,153	1,020	0,906	0,811
30	1,193	1,050	0,930	0,830
35	1,215	1,061	0,933	0,828

Les résultats financiers dépendent beaucoup du prix de l'électricité. Le tableau 8.1.5 donne les valeurs VAN, $R_{b/c}$ et TRI pour différents tarifs – 35 % et 25 % inférieurs et 15 % et 25 % supérieurs à ceux supposés dans l'exemple A

Tableau 8.1.32 : VAN, $R_{b/c}$ et TIR pour différents tarifs (où r est de 8 % et la période de 35 ans)

	65 %	75 %	100 %	115 %	125 %
VAN	- 2 266 144	- 1 491 587	44 803	1 606 638	2 381 194
$R_{B/C}$	0,690	0,796	1,061	1,220	1,326
TRI	2,67 %	4,68 %	8,91 %	11,16 %	12,60 %

8.4.3.2 Exemple B

Tableau 8.33 : Exemple B – Cash flow (ou flux de trésorerie) annuel pour un investissement financé par emprunt

Investissement - €	Coûts MO - €	Taux d'actualisation	Durée de vie - t	Prêt bancaire	Terme du crédit - ans	Intérêts sur crédit	VAN	$R_{b/c}$	TRI
6 608 928	264 357	8 %	35 ans	4 515 599	12	10 %	208 208	1,061	8,72 %

An	Investissement	Prêt bancaire	Investissement de l'investisseur	Remboursement principal	Résidu principal	Intérêts sur crédit	Recettes	O&M	Cash flow de l'investisseur	Cash flow cumulé
- 4	- 82 087								- 82 087	- 82 087
- 3	- 75 988								- 75 988	- 158 075
- 2	- 3 074 165	- 2 151 916	- 922 249	0	- 2 151 916				- 922 249	- 1 080 324
- 1	- 3 376 688	- 2 363 683	- 2 363 683	0	- 4 515 599	- 215 192		- 264 357	- 1 013 005	- 2 093 329
0				0	- 4 515 599	- 451 560	1 005 320	- 264 357	289 403	- 1 803 926
1				- 135 023	- 4 380 576	- 451 560	995 267	- 264 357	144 327	- 1 659 599
2				- 296 835	- 4 083 741	- 438 058	985 314	- 264 357	- 13 936	- 1 673 535
3				- 326 519	- 3 757 222	- 408 374	975 461	- 264 357	- 23 789	- 1 697 324
4				- 359 171	- 3 398 051	- 375 722	965 706	- 264 357	- 33 544	- 1 730 868
5				- 395 088	- 3 002 963	- 339 805	956 049	- 264 357	- 43 201	- 1 774 069
6				- 434 596	- 2 568 367	- 300 296	946 489	- 264 357	- 52 761	- 1 826 829
7				- 478 056	- 2 090 311	- 256 837	937 024	- 264 357	- 62 226	- 1 889 055
8				- 525 862	- 1 564 449	- 209 031	927 654	- 264 357	- 71 597	- 1 960 652
9				- 578 448	- 986 001	- 156 445	918 377	- 264 357	- 80 873	- 2 041 525
10				- 636 293	- 349 708	- 98 600	909 193	- 264 357	- 90 057	- 2 131 582
11				- 349 708	0	- 34 971	900 101	- 264 357	251 066	- 1 880 516
12							891 100	- 264 357	626 743	- 1 253 773
13							882 189	- 264 357	617 832	- 635 940
14							873 368	- 264 357	609 010	- 26 930
15							864 634	- 264 357	600 277	573 347
16							855 988	- 264 357	591 630	1 164 977
17							847 428	- 264 357	583 071	1 748 048
18							838 953	- 264 357	574 596	2 322 644
19							830 564	- 264 357	566 207	2 888 851
20							822 258	- 264 357	557 901	3 446 752
21							814 036	- 264 357	549 679	3 996 430
22							805 895	- 264 357	541 538	4 537 968
23							797 836	- 264 357	533 479	5 071 448
24							789 858	- 264 357	525 501	5 596 948
25							781 959	- 264 357	517 602	6 114 551
26							774 140	- 264 357	509 783	6 624 333
27							766 398	- 264 357	502 041	7 126 375
28							758 734	- 264 357	494 377	7 620 752
29							751 147	- 264 357	486 790	8 586 820
30							743 636	- 264 357	479 278	9 058 662
31							736 199	- 264 357	471 842	9 523 142
32							728 837	- 264 357	464 480	

Calculer le cash flow (ou flux de trésorerie) annuel si l'investissement est financé avec les hypothèses suivantes:

- ∇ 8 % de taux d'actualisation
- ∇ durée de développement de 4 ans
- ∇ recettes et dépenses calculées à la fin de l'année
- ∇ **environ 70 % de l'investissement financé par la banque (dette senior) avec un délai de grâce de 2 ans**
- ∇ période de financement de 12 ans (prêt long terme)
- ∇ taux d'intérêt bancaire de 10 %
- ∇ durée de vie du projet de 30 ans

L'objectif du calcul donné dans le tableau 8.6 est d'illustrer un cas pratique pouvant servir de base pour l'analyse d'autres projets avec différents niveaux de recettes et différents coûts.

8.4.3.3 Analyse financière d'aménagements hydroélectriques construits en Europe

Dans le tableau 8.7, des aménagements hydroélectriques européens ont été analysés. A noter que les coûts d'investissement et les tarifs de vente de l'électricité correspondent tous les deux à la réalité en 1991, et ne reflètent pas nécessairement la situation actuelle.

Tableau 8.34 : Analyse financière d'aménagements réels en Europe

Pays		Allemagne	France	Irlande	Portugal	Espagne
Débit nominal	m^3/s	0,3	0,6	15	2	104
Hauteur de chute brute	m	47	400	3,5	117	5
Type de turbine		Francis	Pelton	Kaplan	Francis	Kaplan
Capacité installée	kW	110	1900	430	1630	5000
Coût d'investissement	€	486 500	1 297 400	541 400	1 148 000	5 578 928
Heures de fonctionnement		8 209	4 105	8 400	4 012	2 150
Production annuelle	MWh	903	7 800	3 612	6 540	15 750
Tarif	€/MWh	76,13	53,65	23,23	53,54	63,82
Recette	€/an	68 745	418 443	83 907	350 128	1 005 165
MO	€/an	19 850	51 984	25 176	22 960	157 751
MO	%	4,08	4,01	4,65	2,00	2,83
Bénéfice brut	€/an	48 895	366 459	58 731	327 168	847 414

Analyse économique						
Coût d'immobilisation	€/kW	4 423	683	1 259	704	1 116
Coût d'immobilisation	€/MWh	539	166	150	176	354
Temps de retour brut	An	9,95	3,54	9,22	3,51	6,58
VAN	€	63 374	2 649 850	115 910	2 375 270	3 739 862
TRI	%	9,37	28,23	10,33	28,49	14,99
Ratio B/C		1,15	2,72	1,16	2,82	1,64

Les montants ont été calculés en utilisant un taux d'actualisation de 8 % sur une durée de vie de 30 ans. On peut voir que les ratios d'investissement par kW installé, ou par MWh annuel produit, diffèrent beaucoup d'une centrale à l'autre. Les coûts réels de génie civil et de l'équipement électromécanique varient d'un pays à l'autre. Les exigences environnementales, affectant les coûts d'investissement, diffèrent non seulement entre les pays, mais aussi entre les régions. Les tarifs de rachat de l'électricité peuvent être cinq fois supérieurs d'un pays à l'autre.

8.5 Tarifs et primes

L'analyse économique d'un aménagement hydroélectrique serait rendue plus facile si les tarifs de l'électricité pour un MWh étaient stables dans le temps. Ce n'est pas le cas, et les données régissant les conditions de marché varient constamment. Les évolutions actuelles se traduisent par une libéralisation et une ouverture des marchés et le développement des EnR (énergies renouvelables) dans des conditions variables d'un pays à un autre. Dans le cas où des tarifs garantis ne sont pas en place (de type "feed-in tariff"), ceux-ci sont fixés entre le producteur et le fournisseur. Ces lois sont revues et modifiées fréquemment ; il est donc difficile de fournir une présentation complète de celles-ci. Les tarifs négociés au travers de contrats de vente d'électricité avec un fournisseur vont varier entre les pays et seront fortement influencés par le souci de développer le marketing de l'électricité verte (comme en Suisse par exemple). Il est par conséquent important pour le promoteur de comprendre clairement les dispositions en vigueur dans le pays d'accueil. De manière similaire, le promoteur du projet doit rechercher quelles mesures supplémentaires sont mobilisables pour le soutien du projet. Le chapitre 9 (annexe) fournit les différentes catégories de structures tarifaires et de systèmes de soutien disponibles dans l'ancienne Europe des 15. Le tableau 8.8 montre les prix courants agréés dans les différents systèmes de soutien en vigueur en 2003 dans l'Union Européenne. Ces données ont évolué dans certains cas ; il est donc prudent de vérifier au plan national si tel est le cas.

Tableau 8.35 : Prix de vente de l'électricité produite par les PCH (Petites centrales Hydrauliques) dans les pays de l'Union Européenne

Pays membre	Prix de vente au réseau (centimes d' € / kWh)
Belgique	Wallonie : 12,3 = 3,3 (Prix de marché) + 9 (Certificat vert) Flandres : 12,8 =3,3 (Prix de marché) + 9,5 (Certificat vert)
Danemark	8,48
Allemagne	7,67 (< 500 kW) 6,65 (500 kW – 5 MW)
Grèce	*Système interconnecté: 6,29 + 113/mois* *Îles non interconnectées* : 7,78
Espagne	6,49 = 3,54 (Prix de base) + 2,95 (Premium)
France	Fonctionnant avant 2001 : 7,32 + Prime de régularité de 0,75 (hiver) et 2,94 (été) Mis en service après 2001 : *PCH < 500 kW* : 8,55 + Prime de régularité jusqu'à 1,52 (hiver) et 4,52 (été) *PCH > 500 kW* : 7,69 + + prime de régularité jusqu'à 1,52 (hiver) et 4,07 (été)

Irlande	6,41 (prix moyen pondéré)
Italie	4,6 (prix d'électricité sur le marché) + 10,0 (associés aux certificats verts)
Luxembourg	3,1 (prix de marché de l'électricité) + 2,5 (prime uniquement pour les centrales au-dessous de 3 MW)
Pays-Bas	3,3 (prix de marché) + 6,8 (prime)
Autriche	Centrales anciennes 1er GWh : 5,68 1-4 GWh : 4,36 4-14 GWh : 3,63 14-24 GWh : 3,28 + 24 GWh : 3,15 Nouvelles centrales *Centrales reconstruites ayant une augmentation de production > 15 %* 1er GWh : 5,9 1-4 GWh : 4,58 4-14 GWh : 3,81 14-24 GWh : 3,44 + 24 GWh : 3,31 *Centrales reconstruites ayant une augmentation de production > 50 %* 1er GWh : 6,25 1-4 GWh : 5,01 4-14 GWh : 4,17 14-24 GWh : 3,94 + 24 GWh : 3,78
Portugal	7,2
Finlande	2,6 (prix de marché) + 0,42 prime si <1 MW + subvention couvrant 30 % du coût d'investissement
Suède	4,9 = 2,3 (niveau de certificat) + 2,6 (prix de base)
Royaume-Uni	2 (prix moyen de l'électricité sur le marché de l'électricité) + 0,38 (exonération de la taxe sur le changement climatique) 4,2 (valeur de ROC). Lorsqu'une société de distribution électrique fournit 10 % d'énergie renouvelable à ses clients, elle bénéficie des 4.2, mais si elle ne peut atteindre ce pourcentage, elle doit payer les 4.2 au

gouvernement (pénalité).

---

[1] Par Jamie O'Nians (IT Power), Gema San Bruno (ESHA), Celso Penche (ESHA) et la contribution spéciale de Katharina Krell (EUREC Agency)

[2] IDAE. Manual de Minicentrales Hidroeléctricas. Edition Especial CINCO DIAD, 1997.

[3] J. Fonkenell. Comment sélectionner une turbine pour basse chute. Proceedings HIDROENERGIA 91, AGENCE FRANCAISE POUR LA MAITRISE DE L'ENERGIE (AFME).

[4] DNAEE « APROVEITAMENTOS HIDRELETRICOS DE PEQUENE PORTE » Volume V « Avaliacao de Custos e Benificios de Pequenas Centrais Hidreletricas » Modelo FLASH, Brasilia 1987

[5] HydrA – progiciel pour PC pour l'évaluation rapide du potentiel hydroélectrique à n'importe quel endroit du RU ou de l'Espagne. Le progiciel, disponible couramment pour l'Espagne et le RU, est en train d'être développé pour d'autres pays de l'Union européenne. (Institute of Hydrology, RU, 2000, http://www.nerc-wallingford.ac.uk/ih/).

[6]. P. Fraenkel et al. "Hydrosoft: A software tool for the evaluation of low-head hydropower resources". HIDRENERGIA97 Conference Proceedings, page 380.

[7] Natural Resources, Canada: Canmet, Energy Diversification Research Lab. Le logiciel RETScreen Analysis est disponible et gratuitement téléchargeable à l'adresse Internet www.retscreen.gc.ac ou par courriel de CANMET Energy Diversification Research Lab., 1615 Lionel-Boulet PO Box 4800, Varennes PQ, Canada J3X 1S6.

[8] Scientific and Technological References Energy Technology Indicators http://www.cordis.lu/eesd/src/indicators.htm

[9] Hepburn C, (2002) Long-Run Discounting, Utilities Journal 42, Septembre